**ВВЕДЕНИЕ**

 Авариями в процессе бурения называют поломки и оставление в скважине частей колонн бурильных и обсадных труб, долот, забойных двигателей, потерю подвижности (прихват) колонны труб спущенной в скважину, падение в скважину посторонних металлических предметов.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000. ПЗ

 Разраб.

Соколов А.Н.

 Провер.

Тихонова Ю.В.

 Консульт.

Алдаева Л.А.

 Н. Кон

.

Зотова В.А.

 Утверд.

Пояснительная

записка

Лит.

Листов

4Б-02, 130504

 В своем курсовом проекте я рассмотрел аварию, связанную с потерей подвижности (прихват) колонны труб спущенной в скважину.

 **Прихват** – это потеря подвижности бурильной колонны из-за прилипания под действием перепада давления, заклинивания в желобах, в местах сужения в результате осыпей и обвалов стенок скважины или образования сальника в затрубном пространстве.

В курсовом проекте рассмотрены следующие причины возникновения прихватов:

1. Основной причиной возникновения прихвата является несоблюдением технологии бурения, а самое главное это несоответствие качества бурового раствора с требованиями геолого-технического-наряда.

2. Неправильно выбранный режим бурения, т.е. недостаточная скорость восходящего потока бурового раствора в затрубном пространстве, которая зависит не только от подачи буровых насосов, но и величины затрубного пространства.

3. Вследствие перепада давлений в скважине в проницаемых пластах и непосредственного контакта некоторой части бурильных и обсадных колонн со стенками скважины в течение определенного времени.

4. При резком изменении гидравлического давления в скважине в результате выброса, водопроявления или поглощения бурового раствора.

5. Вследствие нарушения целостности ствола скважины, вызванного обвалом.

6. При образовании сальников на долоте в процессе бурения или во время спуска и подъема бурильного инструмента.

7. Вследствие заклинивания бурильной и обсадной колонн в желобах, заклинивания бурильного инструмента из-за попадания в скважину посторонних предметов, заклинивания нового долота в суженной части ствола из-за сработки по диаметру предыдущего долота.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

8. В результате оседания частиц выбуренной породы или твердой фазы глинистого раствора при прекращении циркуляции бурового раствора.

9. При неполной циркуляции бурового раствора через долото за счет пропусков в соединениях бурильной колонны.

10. При преждевременном схватывании цементного раствора в кольцевом пространстве при установке цементных мостов.

11. При отключении электроэнергии или выходе из строя подъемных двигателей буровой установки.

**1.1 общие сведения о районе**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 Приобское нефтяное месторождение открыто в 1982г. в результате бурения и испытания скв 151, в которой получен приток нефти дебитом 14,2 м3/сут. Месторождение удалено на 65км к востоку от г.Ханты-Мансийска, на 100 км к западу от г.Нефтеюганска.

 Приобская площадь северной своей частью расположена в пределах Обской поймы - молодой аллювиальной равнины с аккумуляцией четвертичных отложений сравнительно большой мощности. Абсолютные отметки рельефа составляют 30-55 м. Южная часть 46-60 м.

 Гидрографическая сеть представлена протокой Малый Салым, которая протекает в субширотном направлении в северной части площади и на этом участке соединяется мелкими протоками Малой Березовской и Полой с крупной и полноводной Обской протокой Большой Салым. Река Обь является основной водной магистралью Тюменской области и судоходна весь навигационный период с конца мая по октябрь. На территории района имеется большое количество озер, наиболее крупные из которых оз. Олевашкина, оз. Карасье, оз. Окуневое и др. Болота непроходимые, замерзают к концу января и являются главным препятствием при передвижении транспорта.

 Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом. Зима морозная и снежная. Самый холодный месяц года январь (среднемесячная температура -19.5град.С). Абсолютный минимум -52град.С. Самым теплым является июль (среднемесячная температура +17град.С), абсолютный максимум +33 град.С. Среднегодовое количество осадков 500-550 мм в год, причем 75% приходится на теплое время года. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и продолжает лежать до начала июня. Мощность снежного покрова от 0.7м до 1,5-2м. Глубина промерзания почвы 1-1,5м.

 Для рассматриваемого района характерны подзолистые глинистые почвы на сравнительно возвышенных участках и торфянисто-подзолисто-иловые и торфяные почвы на заболоченных участках местности.

В пределах равнин аллювиальные почвы речных террас в основном песчанистые, местами глинистые. Растительный мир разнообразен. Преобладает хвойный и смешанный лес.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 Район находится в зоне разобщенного залегания приповерхностных и реликтовых многолетнемерзлых пород. Приповерхностные мерзлые грунты залегают на водоразделах под торфяниками. Толщина их контролируется уровнем грунтовых вод и достигает 10-15 м, их температура постоянная и близка к 0 град.С.

 На сопредельных территориях (на Приобском месторождении мерзлые породы не изучены) ММП залегают на глубинах от 140-180 м (Нефтеюганский район) до 180-220 м (Лянторское месторождение). Мощность MMП составляет 15-40 м, реже более. Мерзлыми являются чаще нижняя, более глинистая, часть новомихайловской и незначительная часть атлымской свит.

 Наиболее крупными населенными пунктами, ближайшими к площади работ, является города Ханты-Мансийск, Нефтеюганск, Сургут и из более мелких населенных пунктов - поселки Пойковский, Селиярово, Сытомино, Лемпино.

**1.2 СТРАТИГРАФИЯ И ЛИТОЛОГИЯ**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 Геологический разрез Приобского месторождения сложен мощной (более 3000 м) толщей осадочных терригенных пород, подсти­лаемых эффузивами пермотриасового возраста. В пределах Ханты-Мансийского района, где расположено месторождение, разрез в целом довольно однотипен и на разных участках отличается только в деталях, поэтому при характеристике его строения использовались и данные по соседним площадям (Салымской, Приразломной). Разрез месторождения состоит из четырех литологических систем – Доюрской, Юрской, Меловой, Четвертичной.

 **Доюрская система** залегающая, по данным сейсморазведки на глубинах 3200-3300 м, состоит из консолидированного фундамента и промежуточного комплекса, включающего в этом районе среднепалеозойские и триасовые образования. Образования фундамента представлены гранит порфиритами, кварцевыми порфиритами, туфогравелитом пестрым, гравелитом се­рым, опесчаненным, крепким, кварцевым. Кварцевые порфиры светло-серые, порфириты темно-зеленые, очень крепкие, участками хлоритизированные, разбитые трещинами, которые заполнены кристаллическим карбонатом. Промежуточный комплекс пород представлен метаморфизированными известняками девонского и каменноугольного возраста и различного рода эффузивными породами триаса. Вскрытая мощность доюрских образований составляет 10-96 м.

 **Юрская система** отложений рассматриваемого месторождения состоит из трех свит - Тюменской, Абалакской, Баженовской.

 **Тюменская свита** залегает в основании платформенного чехла и перекрывается верхнеюрскими отложениями. Свита, сложена довольно неравномерным чередованием песчаников, алевролитов, ар­гиллитов с прослоями глинистых известняков (сидеритов) и бурых углей. В целом отложения тюменской свиты можно разделить на три части. В составе нижней преобладают песчаники. Средняя подсвита, характеризуется преобладанием

глинистых пород над песчаными разностями и повышенной углефикацией

разреза. В разрезе верхней подсвиты, особенно верхней ее части, преобладают песчаники и алевролиты. Отложения тюменской свиты, вскрыты в пределах Приобского месторождения на глубинах 2806-2973 м. Вскрытая толщина свиты изменяется от 41 до 448 м.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 **Абалакская свита,** представлена темно-серыми, почти черными аргиллитами плотными, массивными, алевритистыми, местами известковистыми, глауконитовыми с остатками раковин пелиципод, рострами белемнитов, образовавшимися в условиях нормального морского режима. В основании встречаются песчаники, алевролиты, оолитовые сидериты. Толщина свиты 17-32 м.

 **Баженовская свита,** сложена в основном аргиллитами темно-серыми, почти черными с коричневатым оттенком, преимущественно тонкослоистыми до листоватых, прослоями массивными, битуминозными, слюдистыми с очень подчиненным значением известняков и мергелей. Для разрезов свиты, характерна следующая закономерность - в верхней части чаще встречаются бурые породы, в средней черные, а в нижней карбонатные или породы с аутигенным кремнеземом. Для пород баженовской свиты характерно присутствие обильных включений пирита, обугленного растительного детрита и фауны аммонитов, пелиципод, фораминифер и радиолярий. Залегание пород баженовской свиты почти горизонтальное, и кровля ее четко фиксируется на Приобской площади, мощность свиты составляет 26-38 м.

 **Меловая система** на территории Приобского месторождения развита повсеместно и представлена двумя отделами нижним и верхним. Нижний отдел представлен ахской, черкашинской, алымской, викуловской и ханты-мансийской свитами. Верхний отдел представлен верхами ханты-мансийской свиты, континентальными отложениями уватской и морскими отложениями кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

 **Ахская свита** подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита, в свою очередь, по литологическому составу делится на четыре части. Непосредственно на битуминозных аргиллитах баженовской свиты залегает

пачка темно-серых, почти черных аргиллитов (подачимовская). Аргиллиты этой пачки слабоалевритистые, слюдистые, известковистые, прослоями битуминозные. Толщина подачимовской пачки не более 20 м. Выше залегает ачимовская толща, представленная обычно довольно сложным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники и алевролиты серые, мелкозернистые, слюдистые с глинисто-карбонатным цементом, с включением углистого детрита. Песчаные пласты не выдержаны по простиранию и в разрезе имеют линзовидный характер залегания. Толщина ачимовской толщи до 80 м. Ачимовская толща перекрывается аргиллитами темно-серыми, алевритистыми, иногда известковистыми, содержащими прослои песчаников и алевролитов. На плоскостях наслоения отмечается обугленный растительный детрит.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 **Викуловская свита** характеризуется присутствием обильного растительного детрита. Толщина викуловской свиты на Приобском месторождении колеблется от 264 м на западе до 26 м на северо-востоке, минимальные толщины приурочены к приподнятым частям структуры, максимальные к погруженным.

 **Ханты-мансийская свита,** представлена неравномерным переслаиванием песчано-глинистых пород, причем в нижней части преобладают глинистые разности, в верхней песчано-алевритовые. Глины темно-серые, плотные, аргиллитоподобные, алевритистые, слюдистые, с прослоями глинистых известняков и сидеритов. Алевролиты и песчаники, светло-серые и серые, глинистые, не очень крепкие, слюдистые, с прослоями глин. Для пород свиты характерно обилие углистого детрита. Толщина отложений ханты-мансийской свиты колеблется в небольших пределах от 292 до 306 м.

 **Уватская свита,** сложена неравномерным переслаиванием песков, алевролитов слабосцементированных, глинистых, полевошпатово-кварцевых, песчаников и алевролитов, а также глин аргиллитоподобных, зеленовато-серых и темно серых. Характерно наличие обугленных и ожелезненных растительных остатков, углистого детрита, янтаря, встречаются единичные фораминиферы. Толщина свиты изменяется от 283 м на западе до 301 м на востоке.

 **Кузнецовская свита,** сложена глинами серыми и зеленовато-серыми, плотными, с прослоями глауконитовых алевролитов и редко песчаников. Отмечаются остатки пиритизированных водорослей, чешуя рыб, углефицированные растительные остатки, фауна фораминифер и пелиципод. Толщина кузнецовской свиты изменяется в небольших пределах от 49м до 63 м. Наблюдается некоторое увеличение толщи на западе и на севере месторождения.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 **Атлымская свита,** сложена песками серыми мелко и среднезернистыми, преимущественно кварцевыми, с включениями растительных остатков и древесины, с прослойками бурого угля и глин серых, алевритистых. Толщина свиты составляет 50-60 м.

 **Новомихайловская свита,** представлена неравномерным переслаиванием песков, глин и алевролитов. Пески серые, светло-серые тонко и мелкозернистые, кварцево-полевошпатовые с включениями растительных остатков. Глины и алевриты серые, коричневато-серые с включениями обломков древесины и прослойками угля. Толщина свиты до 80 м.

 **Туртасская свита,** представлена глинами и алевритами зеленовато-серыми, тонкослоистыми, с прослоями диатомитов и кварцево-глауконитовых тонкозернистых песков. Толщина свиты составляет 170 м.

 **Четвертичная система** представлена в нижней своей части неравномерным чередованием песков серых разнозернистых с глинами зеленовато и буровато-серыми, песчанистыми, лессовидными суглинками и супесями. В верхней части болотные и озерные отложения: торф, ил, глины, суглинки и супеси. Для четвертичных отложений характерна пресноводная фауна. Толщина отложений свиты 70-100 м.

**1.3 НЕФТЕГАЗОНОСТНОСТЬ**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.ТБ.92.00.000.ПЗ

Этаж нефтегазоносности на Приобском месторождении охватывает толщу осадочных пород от среднеюрского до аптского возраста и составляет более 2,5 км, но все же основные запасы нефти на месторождении сосредоточены в отложениях неокомского возраста. Особенностью геологического строения залежей, связанных с неокомскими породами является то, что они имеют мегакосослоистое строение, обусловленное формированием их в условиях бокового заполнения достаточно глубоководного морского бассейна (300-400м) за счет выноса обломочного терригенного материала с востока и юго-востока. Формирование неокомского мега комплекса осадочных пород происходило в целой серии палеогеографических условий: континентального осадконакопления, прибрежно-морского, шельфового и очень замедленного осаждения осадков в открытом глубоком море. По мере продвижения с востока на запад происходит наклон (по отношению к баженовской свите, являющейся региональным репером) как глинистых выдержанных пачек (зональные репера), так содержащихся между ними песчано-алевролитовых пород.

 Пачка продуктивных пластов АС12 залегает в основании мега комплекса и является его наиболее, с точки зрения формирования, глубоководной частью. В ее составе выделено три пласта АС12/3, АС12/1-2 и АC12/0, которые разделяются между собой относительно выдержанными на большей части площади глинами, мощность которых колеблется от 4 до 10 м.

 **Горизонт АС12** представлен неравномерным довольно тонким че­редованием песчаников и алевролитов с прослоями уплотненных глин. Нередки и прослои карбонатных пород или песчано-алевролитовых разностей с кальцитовым цементом. Содержание песчаной фракции по пластам горизонта составляет 37-40%. В обломочной части пород коллекторов горизонта АС12 наблюдается преобладание кварца (43,4-46,4%) над полевыми шпатами (40-45,5%) при небольшом количестве обломков пород (10,4-13%), представленных кварцевыми, кремнистыми разностями, эффузивами и сланцами. В глинистом цементе наблюдается довольно значительное

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.ТБ.92.00.000.ПЗ

содержание каолинита (47,4%). Содержание хлорита 34%, гидрослюды 18,4%. Породы-коллектора пласта АС12/3 представлены цепочкой песчаных линзовидных тел северо-восточного простирания. Коэффициент песчанистости пласта имеет тенденцию увеличиваться в северо-восточном направлении и колеблется от 0,004 до 0,7 (в среднем 0,29). Средневзвешенная по толщине средняя величина открытой пористости равна 17,5%, проницаемость 0,001мкм2, остаточная водонасыщенность 58,9%, карбонатность 3,05%. Породы-коллекторы пласта АС12/1-2, как известно, занимают наиболее обширную территорию на месторождении и наблюдаются в виде мощного субмеридионального вытянутого линзовидного песчаного тела. Коэффициент песчанистости пласта изменяется от 0,04 до 0,63, сос­тавляя в среднем 0.29. Средние параметры, характеризующие коллекторские свойства пласта, следующие: пористость 18,5%, проницаемость 0,005 мкм2, остаточная водоносность 55,8%, остаточная нефтенасыщенность 22,8%, карбонатность 3,2%. Содержание алевритовой фракции по пласту составляет 51,3%, песчаной 37,5% В целом для пласта АС12/1-2 отчетливо прослеживаются так называемые "каналы" (понижения в палеорельефе, вероятно, с последующим размывом), по которым шла основная транспортировка терригенного материала, где в настоящее время и сконцентрирована основная масса песчаного материала. Пласт АС12/0 имеет в принципе ту же зону развития, что и нижележащий пласт, но меньшую по размерам. Коэффициент песчанистости пласта изменяется от 0,03 до 0,60, составляя в среднем 0,28. Коллекторские свойства пласта АС12/0 имеют тенденцию улучшатся в восточном направлении. Открытая пористость колеблется в пределах 17,2-20,0%, проницаемость 0,005-0,013 мкм2, остаточная водонасыщенность 39,5-75,8%, остаточная нефтенасыщенность 10,6-41,8%, карбонатность 2,2-5,6%, алевритовая фракция составляет 48,3%, песчаная 40,1%. Основная залежь АС12/3 вскрыта на глубинах 2620-2755 м и является литологический экранированной со всех сторон. По площади она занимает центральную террасовидную, наиболее приподнятую часть структурного носа и ориентирована с юго-запада на северо-восток. Нефтенасыщенные толщины

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 изменяются oт 12,8м до 1,4м. Залежь АС12/3 в районе скв.241 вскрыта на глубинах 2640-2707м и приурочена к Ханты-Мансийскому локальному поднятию и зоне его восточного погружения. Залежь контролируется со всех сторон зонами замещения коллекторов. Размеры залежи 18х8,5 км, высота 70 м. Тип - литологический экранированный. Залежь пласта АС12/3 в районе скв.234 вскрыта на глубинах 2632-2672 м и представляет собой линзу песчаников на западном погружении Приобской структуры. Нефтенасыщенные толщины, как и в предыдущих залежах, максимальные на востоке 6 м и минимальные на западе 1 м. В скв.234 при испытании интервала 2646-2656 м получен приток нефти 13.9 м3/сут нефти при H**д**=1329 м. Размеры залежи 8,5х4 км, высота 40 м, тип - литологический экранированный. Залежь АС12/3 в районе скв.15 вскрыта на глубинах 2664-2689 м в пределах Селияровского структурного выступа. Нефтенасыщенные толщины, но ГИС изменяются от 0,4 м до 6,5 м. Размеры литологический экранированной залежи 11,5х5,5 км, высота до 28 м. Залежь в районе скв.420 вскрыта на глубине 2732-2802м, Нефтенасыщенная толщина 5,6 м. Размеры литологический экранированной залежи 5х4 км, высота 70м. Основная залежь АС12/1-2 является самой крупной на месторождении. Вскрыта на глубинах 2536-2728 м. Приурочена к моноклинали, осложненной небольшими по амплитуде локальными поднятиями с зонами перехода между ними. С трех сторон структура ограничена литологическими экранами и лишь на юге (к Восточно-Фроловской площади) коллектора имеют тенденцию к развитию. Нефтенасыщенные толщины изменяются в широком диапазоне от 0,8 до 40,6 м, при этом зона максимальных толщен (более 12 м) охватывает центральную часть зале­жи, а также восточную. В пласте АС12/1-2 вскрыты залежи в районе скв. 4Х-М(7.5х7км, высотой 7м) и в районе скв.330(11х4,5км, высотой 9м). Обе залежи литологический экранированного типа. Пласт АС12/0 имеет меньшую по размерам зону развития. Основная залежь АС12/0 представляет собой линзообразное тело, ориентированное с юго-запада на северо-восток. Размеры ее 41х14 км, высота 187 м. Небольшая изолированная залежь выявлена в районе скв.331, размеры ее 5х4,2 км, высота 21 м.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 **Горизонт АС11** на Приобском месторождении, как известно, представляет собой огромную субмеридиональную вытянутую линзу, ограниченную практически со всех сторон зонами глинизации. Формирование пород-коллекторов на данной территории происходило, вероятно, большей частью в условиях шельфового мелководья. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,13. Основная доля среди коллекторов приходится на пропластки менее 1 м – 79,4%.В отличие от горизонта АС12 содержание песчаной фракции здесь несколько больше 43,8%, пласт более однородный К**одн**=1,66, лучше отсортированность пород. По составу породообразующих компонентов песчаники аркозового состава с преобладанием кварца (44,2%) над полевыми шпатами (39,7%) при небольшом количестве обломков пород (15,8%) и слюды (0,6%). Открытая пористость в среднем составляет 19,2%, проницаемость 0,015 мкм2, остаточная водонасыщенность 28,9%, карбонатность 2,1%. Коллекторы пласта АС11/1 приурочены в основном к присводовой части в виде широкой полосы cевеpo-восточного простирания. Для этого пласта также характерно наличие более значительной доли пропластков мощностью от 1 до 4 м - 41,8%, при небольшом преобладании прослоев менее 1 м – 54,3. В ряде скважин, пробуренных на северо-востоке, встречаются прослои (зоны) рыхлых песков мощностью до 9 м. Вероятно, залежь пласта АС11/1 формировалась в несколько этапов и такие зоны разуплотнения должны иметь место в ряде других скважин. Пределы изменения открытой пористости по пласту составляют от 17,7 до 22,З%, проницаемости от 2,2 до 0,0076 мкм2, остаточной водонасыщенность меняется от 26,8 до 42,6%, карбонатность от 1,6 до 4,6%. Горизонт АС11 перекрывается довольно мощной пачкой глинистых отложений до 30м. Основная залежь АCll/1 является второй по значению в пределах Приобского месторождения. Пласт АС11/1 развит в присводовой части валообразного поднятия субмеридионального простирания, осложняющего моноклиналь. С трех сторон залежь ограничена зонами глинизации, а на юге граница проведена условно. Размеры основной залежи 48х15 км, высота 112 м. Пласт АС11/0 выявлен в виде

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

изолированных линзовидных тел на северо-востоке и на юге. Толщина его от 8,6 м до 22,8 м. Первая залежь имеет размеры 10,8х5,5 км, вторая 4,7х4,1 м. Обе залежи литологический экранированного типа, имеют нефтенасыщенные толщины от 2 до 4 м.

 **Гори­зонт АС10** вскрыт почти всеми скважинами и состоит из трех пластов АС10/2-3, АС10/1, АС10/0. Основная залежь АС10/2-3 вскрыта на глубинах 2427-2721 м и расположена в южной части месторождения. Тип залежи - литологический экранированный, размеры 31х11 км, высота до 292 м. Нефтенасыщенные толщины колеблются от 15,6 м до 0,8 м. Небольшие литологический экранированные залежи зафиксированы в районах скважин 243(8х3,5 км) и 295(9,7х4 км). Нефтенасыщенные толщины 1,6-8,4 м. В пределах зон развития пласта АС10/1 в песчаных фациях выделены четыре залежи. Основная залежь АС10/1 вскрыта на глубинах 2374-2492 м. Размеры залежи 38х13 км, высота до 120 м. Южная граница проводится условно. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 11,8 м. Завершает разрез пачки пластов АС10 продуктивный пласт АC10/0, в пределах которого выявлено три залежи, расположенные в виде цепочки субмеридионального простирания.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 **Горизонт АС9** имеет ограниченное распространение и представ­лен в виде отдельных фациальных зон, располагающихся на северо-восточном и восточном участках структуры, а также в районе юго-западного погружения. В районе скв.290 залежь АС9 вскрыта на глубинах 2473-2548 м. Размеры залежи 16,1х6 км, высота до 88 м. Нефтенасыщенные толщины колеблются от 3,2 до 7,2 м. На востоке месторождения выявлены три небольших (6х3,6 км) залежи в районе скв.406, 411, 408. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 6,8 м. Все залежи литологический экранированные. Завершает неокомские продуктивные отложения пласт АС9, который имеет очень мозаичную картину в размещении нефтеносных и водоносных полей. Наибольшая по площади Восточная залежь вскрыта на глубинах 2291-2382 м. ориентирована с юго-запада на северо-восток. Притоки нефти 4,9-6,7 м3/сут при динамических уровнях 1359-875 м. Нефтенасыщенные толщины от 0,8 до 7,8 м. Размеры

залежи 46х8,5 км, вы­сота 91 м. Породы-коллекторы пласта АС9 представлены мозаичным распределением по площади водонасыщенных и нефтенасыщенных линз, имеющих также северо-восточное простирание. Общая толщина изменяется в пределах 7-17 м.

 **Горизонт АС7** в районе скв.331 вскрыта на глубинах 2316-2345 м и представляет собой линзовидное тело дугообразной формы. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 3 до 6 м. Размеры за­лежи 17х6,5 км, высота 27 м. Тип литологический экранированный. Меньшие по размерам литологический экранированные залежи (в районах скв.290, 230, 243, 255) имеют площади от 19 км2 до 36 км2, нефтенасыщенные толщины 1,2-3,6 м. Породы-коллекторы пласта АС7 представлены мозаичным распределением по площади водонасыщенных и нефтенасыщенных линз, имеющих также северо-восточное простирание. Общая толщина изменяется в пределах 7-17 м.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

**1.4 ОСЛОЖНЕНИЯ**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

В процессе бурения могут возникнуть следующие осложнения такие как:

* Поглощение бурового раствора, которое чаще всего происходит в интервале от 0 до 500м. Максимальная интенсивность поглощения при этом до 5 куб. м/час. Это может произойти из-за отклонения параметров бурового раствора от проектных;
* Нефтегазоводопроявления, это может произойти в интервалах продуктивных пластов от 2200 до 3500м. Также это может произойти из-за пренебрежения и постоянного долива жидкости в скважину во время подъема инструмента, снижение давления в скважине ниже пластового, низкого качества глинистого раствора;
* Осыпи и обвалы стенок скважин, они могут произойти в интервалах от 0 до 2150м. Интенсивные осыпи и обвалы возникают из-за нарушения технологии бурения в интервале от 0 до 700м. Слабые осыпи и обвалы стенок скважины возможны от 700 до 2200м;

**1.5 КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

Исследования в открытом стволе:

1. Стандартный каротаж проводится по всему разрезу скважины;
2. Инклинометрия проводится на глубине 1300м по всему разрезу скважины;
3. Индукционный каротаж проводится на глубине 950м в интервале от 1300 метров.

Исследование в колонне:

1. Гамма каротаж проводится в интервале от 950 до 1300 метров;

1. Нейтронный каротаж проводится в интервале от 950 до 1300 метров;

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

1. Боковой каротаж в интервале от 950 до 1300 метров;
2. Цементометрия колонн проводится в интервале от 950 до 1300 метров;
3. БКЗ в интервале от 950 до 1300 метров;

**2.6 ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

**ПРИХВАТА И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ**

Затяжки и небольшие прихваты обычно ликвидируются расхаживанием (многократно чередующееся опускание и поднимание колонны) и проворачиванием ротором бурильной колонны. Усилие, которое прикладывается к трубам во время расхаживания, может намного превышать собственный вес колонны и лимитируется прочностью труб и талевой системы. Поэтому перед расхаживанием должно быть тщательно проверено состояние вышки, талевой системы, лебедки и их прочность, а также состояние индикатора веса. Если расхаживанием не удается ликвидировать прихват, то дальнейшие работы будут зависеть от вида прихвата. Так, прихваты, происшедшие под действием перепада давления, как правило, ликвидируют жидкостными ваннами (нефтяными, водяными, кислотными и щелочными).

 Несмотря на принятые меры, бурильную колонну освободить не удается, ее развинчивают по частям при помощи бурильных труб с левой резьбой. При развинчивании прихваченной части приходится вначале расфрезеровывать сальник, образовавшийся вокруг труб. Этот процесс очень длителен и малоэффективен. Поэтому если для извлечения прихваченной части бурильной колонны требуется много времени, обычно ее оставляют в скважине и обходят стороной. Такое отклонение ствола, называемое «уходом в сторону», производят, используя методы бурения наклонных скважин. Место прихвата определяют при помощи прихватоопределителя. Работа прихватоопределителя основана на свойстве ферромагнитных материалов, размагничивающихся при деформации предварительно намагниченных участков. В зону предполагаемого места прихвата спускается прибор для получения характеристики намагниченности прихваченных труб. Производится первый контрольный замер в месте прихвата. Далее в зоне прихвата устанавливаются контрольные магнитные метки путем подачи тока через электромагнит на участки колонны, расположенные друг от друга на 10 м. При этом на каждом участке намагничивается отрезок трубы длиной 15 - 20 см.

 Вторым контрольным замером записывается кривая магнитной индукции вдоль всего участка, где установлены магнитные метки. Последние на кривой магнитной индукции выделяются четкими аномалиями. На диаграмме меньшими аномалиями отбиваются также замки и муфты. После этого прихваченную колонну труб расхаживают непродолжительное время, при этом металл не прихваченных труб испытывает деформацию, в результате которой магнитные метки пропадают. В зоне прихвата магнитные метки не исчезают, так как этот участок не деформируется. Третьим контрольным замером определяют участок, где магнитные метки не исчезли, т. е. определяется интервал прихвата.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.ТБ.92.00.000.ПЗ

**Для предупреждения прихватов необходимо соблюдать следующие мероприятия**

1) применять высококачественные глинистые растворы, дающие тонкие плотные корки на стенках скважин, снижать липкость глинистого раствора, вводить смазывающие добавки;

2) обеспечивать максимально возможную скорость восходящего потока глинистого раствора; перед подъемом бурильной колонны промывка скважин должна производиться до полного удаления выбуренной породы и приведения параметров глинистого раствора в соответствие с указанными в ГТН;

3) обеспечивать полную очистку глинистого раствора от обломков выбуренной породы;

4) регулярно прорабатывать в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстых корок;

5) следить в глубоких скважинах за температурой восходящего глинистого раствора, так как резкое снижение ее свидетельствует о появлении разрыва резьбовых соединений в колонне бурильных труб выше долота;

6) при вынужденных остановках необходимо:

* через каждые 3 - 5 мин расхаживать бурильную колонну и проворачивать ее ротором;

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.ТБ.92.00.000.ПЗ

* при отсутствии электроэнергии подключить аварийный дизель-генератор и бурильную колонну периодически расхаживать; при его отсутствии

бурильный инструмент следует разгрузить примерно на вес, соответствующий той части колонны труб, которая находится в не обсаженном интервале ствола, и прекратить промывку, периодически возобновляя ее при длительной остановке;

* в случае выхода из строя пневматической муфты подъемного механизма следует немедленно установить аварийные болты и расхаживать бурильную колонну или поднимать ее;
* для предотвращения прихвата бурильной колонны при использовании утяжеленного глинистого раствора следует систематически применять профилактические добавки: нефть (10 - 15%), графит (не более 0,8%), поверхностно-активные вещества (например, сульфонол в виде 1 - 3 %-ного водного раствора, смазочные добавки СМАД-1 (до 3%) и СГ (до 2%). Подбор рецептур в каждом определенном случае должен уточняться лабораторией глинистых растворов. При бурении разведочных скважин добавлять нефть и другие добавки на нефтяной основе не рекомендуется, чтобы не исказить представление о продуктивности горизонтов.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

2.5 РАСЧЕТ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТА

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

2.5.1 Расчет установки нефтяной ванны

 При ликвидации прихвата бурильного инструмента возникшего на скважине № 5051 К – 283А Приобского месторождения была установлена нефтяная ванна.

Исходные данные к расчету установки нефтяной ванны:

 Dтр = 140\*8мм – диаметр бурильных труб

 Dд. = 295,3мм - диаметр долота

 Н = 3370 м – глубина скважины

 ρ б.р. = 1,27 г/см3 – плотность бурового раствора

 ρн = 0,85 г/см3 – плотность нефти

Определяем необходимое количество нефти для ванны:

, (1)

где Dскв – диаметр скважины, м;

 D = 0,140 м – наружный диаметр бурильных труб, м;

 Н1 – высота подъема нефти в затрубном пространстве. Нефть поднимают на 50 – 100 м выше места прихвата;

 Н2 – высота столба нефти в трубах, необходимая для периодического (через 1-2 ч) подкачевания нефти в затрубное пространство. Принимая Н2 = 200 м;

 d - внутренний диаметр бурильных труб, м;

 (2)

где k – коэффициент, учитывающий увеличение диаметра скважины за счет

 образования каверн, трещин и пр., (величина его 1,05 – 1,3);

 Dд. - диаметр долота;

Определяем высоту подъема нефти в затрубном пространстве

, (3)

где Н – глубина скважины, м;

 Lн.п. – длина неприхваченой части бурильной колонны, м;

Определяем длину неприхваченой части бурильной колонны

 (4)

где E = 2,1\*104 кН/см2 – модуль упругости стали бурильных труб;

 F = 38,7 см2 – площадь поперечного сечения тела 140-мм бурильных труб с δ = 8 мм;

Определяем внутренний диаметр бурильных труб

, (5)

где δ = 8 мм – толщина стенки бурильных труб;

 Dтр – диаметр бурильных труб, м;

Подстовляя числовые значения в формулу (1) определяем необходимое количество нефти для установки нефтяной ванны

, (6)

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

Определяем количество бурового раствора для продавки нефти:

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

, (7)

 где Н – глубина скважины, м;

 Н2 – высота столба нефти в трубах, необходимая для периодического (через 1-2 ч) подкачевания нефти в затрубное пространство. Принимая Н2 = 200 м;

 d - внутренний диаметр бурильных труб, м;

Подстовляя числовые значения в формулу (8) определяем максимальное давление при закачке нефти, когда за бурильными трубами находится буровой раствор, а сами трубы заполнены нефтью:

, (8)

где Р1 – давление, возникающее при разности плотностей столбов жидкости в скважине (в трубах и за трубами)

 Р2 – давление, идущее на преодоление гидравлических потерь

, (9)

где ρ б.р. – плотность бурового раствора

 ρн – плотность нефти

, (10)

Считая, что нефтяная ванна будет, проводится при помощи агрегата ЦА-320, мощность двигателя которого N = 120 кВт, можем определить возможную подачу насоса

, (11)

где: η – кпд. насоса агрегата ЦА-320, равный 0,635.

 N – мощность двигателя

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

2.5.2 РАСЧЕТ ДОПУСТИМЫХ УСИЛИЙ ПРИ

РАССХАЖИВАНИИ ПРИХВАЧЕНЫХ ТРУБ

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 Допустимое усилие натяжения при рассхаживании прихваченной бурильной колонны диаметром D = 140 мм с толщиной стенки δ = 8 мм из стали группы прочности Д (δ = 380 МПа).

 (12)

где k – запас прочности, который при расчетах, связанных с освобождением прихваченной бурильной колонны, можно принимать в пределах 1,3 – 1,2, а иногда и ниже.

 δт – предел текучести

 F - 38,7 см2 – площадь поперечного сечения тела 140-мм бурильных труб с δ = 8 мм;

Подставляя числовые значения в формулу (12) определяем допустимое натяжение при рассхаживании бурильной колонны



2.5.3 РАСЧЕТ ДОПУСТИМОГО ЧИСЛА ПОВОРОТОВ ПРИХВАЧЕНОЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 Допустимое число поворотов прихваченной бурильной колонны (при ее отбивке ротором), необходимое для ее освобождения, если диаметр колонны с высаженными внутрь концами равен 114 мм, глубина прихвата L н.п. = 2500 м. Материал труб – сталь группы прочности Д; δ = 10 мм, натяжение бурильной колонны Qдоп. = 0,5 МН; запас прочности, связанный с освобождением прихваченной бурильной колонны, k = 1,3.

,

где: L н.п. – длина неприхваченой части бурильной колонны, м;

 D – наружный диаметр бурильных труб, м;

 δт – предел текучести материала труб, МПа;

 δр – напряжение растяжения, МПа.

, (14)

где: F = 32.8 см2 – площадь поперечного сечения тела трубы.

 Qдоп. – допустимое натяжение бурильной колонны.

**2.1 КЛАССИФИКАЦИЯ АВАРИЙ ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ БУРЕНИИ**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 Авариями в процессе бурения называют поломки и оставление в скважине частей колонн бурильных и обсадных труб, долот, забойных двигателей, потерю подвижности (прихват) колонны труб, спущенной в скважину, падение в скважину посторонних металлических предметов. Аварии происходят главным образом в результате несоблюдения утвержденного режима бурения, неисправности бурового оборудования и бурильного инструмента и недостаточной квалификации или халатности членов буровой бригады.

 Основными видами аварий являются прихваты, поломка в скважине долот и турбобуров, поломка и отвинчивание бурильных труб и падение бурильного инструмента и других предметов в скважину. Очень часто прихват инструмента в силу некачественных и несвоевременных работ по его ликвидации переходит в аварию.

 Поломка долот вызывается спуском дефектных долот при отсутствии надлежащей проверки их, чрезмерными нагрузками на долото и передержкой долот на забое. Заклинивание шарошек возникает вследствие прекращения вращения шарошек на забое скважины, т. е. происходит прихват их на осях. Основные признаки поломки долота во время бурения-прекращение углубления скважины и сильная вибрация бурильной колонны. Чаще всего происходит поломка подшипников шарошек колонковых и трехшарошечных долот. При этом забойный двигатель перестает принимать нагрузку, а при роторном бурении бурильная колонна начинает заклиниваться. Поломку долота при проработке ствола скважины очень трудно обнаружить до подъема бурильной колонны. Поэтому необходимо особенно тщательно проверять долота, применяемые для проработки, и ограничивать время их работы.

 Поломки турбобура происходят вследствие разъедания буровым раствором, развинчивания и вырывания верхней резьбы корпуса из нижней резьбы переводника и отвинчивания ниппеля с оставлением в скважине турбины.

Признак таких поломок резкое падение давления на буровых насосах и прекращение проходки.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 Аварии с бурильными трубами часто бывают при роторном бурении скважин. Одна из основных причин этих аварий - совокупность всех напряжений, возникающих в трубах, особенно при местных пороках в отдельных трубах. К последним относятся разностенность труб, наличие внутренних напряжений в трубах, особенно в их высаженной части, как следствие неправильно проведенного технологического процесса по изготовлению труб, и дефекты резьбового соединения труб.

 Падение бурильной колонны в скважину, являющееся одним из самых тяжелых видов аварии, происходит вследствие толчков и ударов бурильной колонны о выступы на стенках скважины, открытия элеватора при случайных задержках бурильной колонны во время спуска, резкой посадки нагруженного элеватора на ротор при неисправности тормоза лебедки и при обрыве талевого каната и падении талевого блока на ротор. Для предотвращения открытия элеватора при спуске бурильной колонны бурильщикам необходимо хорошо знать состояние ствола скважины, наличие в ней уступов и при приближении к ним замедлять спуск.

 Плашка и цепи механических ключей, звенья роторной цепи, болты, гайки и другие детали - таков неполный перечень мелких предметов, падающих на забой скважины. Падение их происходит во время спуско-подъемных операций и объясняется использованием неисправного инструмента.

 Иногда после подъема бурильной колонны начинают производить работы над открытым устьем скважины, и это приводит к тому, что на забой скважины падают долота, кувалды и другие предметы. Надо всегда помнить, что над открытой скважиной категорически запрещается проводить какие-либо работы. После того как из скважины извлечен инструмент, ее устье следует немедленно закрыть специальной крышкой.

**2.2 ВИДЫ ПРИХВАТОВ, ВОЗНИКАЮЩИХ**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

**ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**

* + 1. **Прилипание бурильной колонны к стенке скважины**

 Этот вид прихвата происходит под действием перепада давления, в результате которого избыточное давление прижимает бурильную колону к стенке скважины. При наличии на стенке глинистой корки трубы вдавливаются в нее. Трубы прилипают на участке залегания проницаемых пород и тогда, когда возникающие в стволе скважины силы трения превышают действующие на бурильную колонну нормальные силы и тем самым исключают перемещение колонны в любую сторону.

 Признаками прилипания в начальной стадии его возникновения служат увеличение крутящего момента бурильной колонны и силы сопротивления ее осевым перемещениям, поэтому указанные параметры необходимо регистрировать и постоянно наблюдать за их изменениями. Прилипание отличается от других групп прихватов неизменяющимся характером циркуляции бурового раствора и отсутствием признаков перемещения и вращения прихваченной части колонны. Прилипает, как правило, бурильная колонная, находящаяся в неподвижном состоянии.

 На степень прилипания влияют: время нахождения бурильной колонны в скважине без движения; перепад между пластовым и гидростатическим давлением; состояние глинистой корки (толщина, прочность и т.д.); площадь соприкосновения бурильной колонны со стенкой скважины; проницаемость пород; сила трения между элементами скважины; температура в зоне прихвата.

 К прилипаниям бурильной колонны под действием перепада давления приводит бурение на буровом растворе, параметры которого не отвечают требованиям проекта (завышена вязкость, плотность, фильтрация, малое содержание противоприхватных добавок – нефти, ПАВ и т.д.).

**2.2.2** **Заклинивание колонн трубы**

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 Эта группа прихватов является преобладающей особенно в суженной части ствола, в зонах желобных выработок, а также при заклинивании посторонним предметам и шламом.

 Заклинивания долот и элементов бурильной колонны в суженной части ствола скважины наиболее распространены в призабойной зоне. Так, в последние годы в скважинах, пробуренных на предприятиях Украины, у забоя и в 20м от него произошло около 58% всех заклиниваний. В основном аварии этой группы приурочены к зонам сужения в твердых породах и к нерасширенным участкам ствола, которые бурились очень быстро. При разборе причин таких аварий выясняется, что перед началом бурения не учитывался характер сработки и условия работы предыдущего долота. Часто заклинивания случаются при спуске без проработки ствола алмазного, лопастного или четырехшарошечного долота после трехшарошечного. Нередки случаи заклинивания бурильной колонны при увеличении жесткости ее низа. При разбуривании хемогенных толщ очень часто бурильная колонна оказывается прихваченной в результате сужения ствола скважины, вызванного текучестью каменных солей. Наличие гипсовых пропластков в разрезе некоторых месторождений также может вызвать прихват.

 Заклинивания широко распространены при расширении стволов скважин, где, как правило, трудно поддержать необходимый режим, особенно на больших глубинах. Неправильные действия бурильщика порой усложняют заклинивание. В основном заклиненная при спуске колонна останавливается так, что муфта верхней трубы выступает над ротором на несколько метров. В таких случаях колонну поднимают до следующей муфты, отвинчивают и присоединяют ведущую трубу для последующей промывки и проработки интервала остановки колонны. Однако подъем бурильной колонны до муфты часто приводит к неполному извлечению колонны из зоны сужения. При движении в зоне сужения колонна останавливается не в начале участка ее, а обычно далеко зайдя в него, иногда до 30м, поэтому приподъем колонны на

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

3-8м до муфты недостаточен для того, чтобы вывести ее из зоны сужения. Восстановление циркуляции при этом ведет к уплотнению осыпавшихся пород вокруг колонны и к усложнению аварии. Поэтому при заклинивании целесообразно бурильную колонну поднимать не менее чем на свечу и начинать проработку на 12 – 15м выше места посадки.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 Следует отметить, что бурение с эксцентричными переводниками, или с шламометаллоуловителями значительно снижает число залиниваний колонн.

 В последние годы растет число заклиниваний в желобных выработках ствола, развитие которых во времени не контролировалось. Заклиниванию в желобах способствует бурение скважин бурильными колоннами с недостаточной жесткостью низа, что, в свою очередь, приводит к интенсивному набору кривизны и изменениям азимута. Желоба вырабатываются при движении бурильной колонны по стенке скважины, где открытый ствол, как правило, не менее 500 – 700м. На увеличение желоба влияют способ бурения, масса бурильной колонны, кривизна скважины, число спускоподъемов бурильной колонны и крепость пород. Ширина желоба обычно равна диаметру замка. В равных условиях при роторном бурении образуется более глубокий желоб, чем при турбинном. К росту желоба приводит увеличение массы бурильной колонны, число спускоподъемов, меньшая твердость пород в месте образования желоба.

 Заклинивание бурильных колонн шламом происходит при бурении с низкой скоростью восходящего потока промывочной жидкости. При этом осыпающиеся и разбуренные частицы пород оседают вокруг бурильной колонны и заклинивают ее.

 Причинами нарушения режима промывки скважины нередко являются негерметичность резьбовых соединений; наличие трещин в трубах; плохая работа буровых насосов. Возникновению аварии также способствует эксплуатация бурильных труб без их опрессовки.

 При спуске бурильных труб с большой скоростью в искривленном интервале, а также в перемятых породах или в зонах сужения ствола замками и

трубами сбиваются куски породы, которые, падая, заклинивают трубы.

 Эти заклинивания происходят в период спускоподъемных операций, когда кольцевое пространство скважины не перекрыто приспособлением для предупреждения попадания в нее посторонних предметов.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

**2.2.3. Прихват бурильной колонны обвалившимися**

**неустойчивыми породами**

 Ствол скважины теряет устойчивость в результате изменения напряженного состояния пород, которое может зависеть от геологических факторов и технологии проводки скважины.

 Геологическими факторами, способствующими обвалообразованию, являются большие углы падения пластов, трещиноватость и перемятость пород, литологический состав, структура и механические свойства пород и др. Наибольшее число обвалов происходит в глинистых породах вследствие их способности быстро набухать под действие фильтрата промывочной жидкости или разрушаться под влиянием расклинивающего и смазывающего действия фильтрата. Первое характерно для пластичных гидрофильных глин, а второе - для метаморфизованных малогидрофильных глин.

 Технологические факторы, способствующие обвалам, - низкое гидростатическое давление на вскрываемые пласты ввиду малой плотности промывочной жидкости или водо-, нефте- и гахопроявлений; низкое качество промывочной жидкости, особенно наличие большой фильтрации; резкие колебания давления промывочной жидкости в стволе скважины; большое время воздействия промывочной жидкости на породы, склонные к обвалам.

* + 1. **Прихват бурильной колонны сальником**

 В местах перехода от большого диаметра находящихся в скважине элементов бурильной колонны к меньшему изменяются скорости потока промывочной жидкости над долотом, турбобуром, УБТ и замками, а также в зоне каверн и в местах увеличенных диаметров скважин. Если скважина

обсажена промежуточной колонной, состоящей из труб разного диаметра, то в зонах перехода с меньшего диаметра на больший скорость движения промывочной жидкости снижается.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 Вследствие уменьшения скорости промывочной жидкости в месте перехода концентрируются частицы шлама, которые при благоприятных условиях (наличие липкой глинистой корки, промывочной жидкости с большим содержанием глинистой фазы и большой вязкостью и т.д.) слипаются (с течением времени) во все большие комки и прилипают к трубам и стенкам скважины. Накопление комков в отдельных интервалах приводит к закупорке кольцевого пространства, в результате увеличивается давление на комки, они уплотняются и вызывают прихват бурильной колонны.

 В других случаях сальники в процессе спуска образуются в результате сдирания глинистой корки со стенок скважины элементами бурильной колонны. Корка превращается в полутвердую массу, которая, двигаясь по стволу, задерживается на забое или на участках резкого сужения скважины, где через нее проходят долото и бурильная колонная под действием собственного веса. Образовавшийся плотный сальник при восстановлении циркуляции начинает выталкиваться до препятствия (сужение ствола, увеличение диаметра элементов бурильной колонны), где он останавливается, уплотняется перепадом давления и прихватывает колонну иногда с прекращением циркуляции.

 Признаками образования сальников служат: появление затяжек во время спускоподъемных операций бурильной колонны, возрастание давления циркулирующей промывочной жидкости, уменьшение механической скорости проходки даже при несработанном долоте, постоянство показаний амперметра при вращении бурильной колонны во время электробурения.

2.3 МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ

 Затяжки и небольшие прихваты обычно ликвидируются расхаживанием (многократно чередующееся опускание и поднимание колонны) и проворачиванием ротором бурильной колонны. Усилие, которое прикладывается к трубам во время расхаживания, может намного превышать собственный вес колонны и .лимитируется прочностью труб и талевой системы. Поэтому перед расхаживанием должно быть тщательно проверено состояние вышки, талевой системы, лебедки и их прочность, а также состояние индикатора веса. Если расхаживанием не удается ликвидировать прихват, то дальнейшие работы будут зависеть от вида прихвата. Так, прихваты, происшедшие под действием перепада давления, как правило, ликвидируют жидкостными ваннами (нефтяными, водяными, кислотными и щелочными).

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 Несмотря на принятые меры, бурильную колонну освободить не удается, ее развинчивают по частям при помощи бурильных труб с левой резьбой. При развинчивании прихваченной части приходится вначале расфрезеровывать сальник, образовавшийся вокруг труб. Этот процесс очень длителен и малоэффективен. Поэтому если для извлечения прихваченной части бурильной колонны требуется много времени, обычно ее оставляют в скважине и обходят стороной. Такое отклонение ствола, называемое «уходом в сторону», производят, используя методы бурения наклонных скважин.

 Место прихвата определяют при помощи прихватоопределителя. Работа прихватоопределителя основана на свойстве ферромагнитных материалов, размагничивающихся при деформации предварительно намагниченных участков. В зону предполагаемого места прихвата спускается прибор для получения характеристики намагниченности прихваченных труб. Производится первый контрольный замер в месте прихвата. Далее в зоне прихвата устанавливаются контрольные магнитные метки путем подачи тока через электромагнит на участки колонны, расположенные друг от друга на 10 м. При этом на каждом участке намагничивается отрезок трубы длиной 15 - 20 см.

 Вторым контрольным замером записывается кривая магнитной индукции

вдоль всего участка, где установлены магнитные метки. Последние на кривой магнитной индукции выделяются четкими аномалиями. На диаграмме меньшими аномалиями отбиваются также замки и муфты.

 После этого прихваченную колонну труб расхаживают непродолжительное время, при этом металл неприхваченных труб испытывает деформацию, в результате которой магнитные метки пропадают. В зоне прихвата магнитные метки не исчезают, так как этот участок не деформируется.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

 Третьим контрольным замером определяют участок, где магнитные метки не исчезли, т. е. определяется интервал прихвата.

2.3.1 Установка жидкостных ванн

 Для освобождения прихваченных бурильных колонн в кабонатных и глинистых (известняки, доломиты) и других породах, поддающихся действию кислоты, применяется кислотная ванна. Водяная ванна эффективна, когда замена глинистого раствора нефтью может привести к выбросу; если в зоне прихвата встречены обваливающиеся глины и особенно, когда бурильная колонна прихвачена или заклинена в отложениях магниевых и натриевых солей.

 Во время установки жидкостных ванн, некоторое количество нефти (кислоты или воды) необходимо оставлять в трубах с тем, чтобы переодически (через 1-2 ч) подкачивать нефть (кислоту или воду) в затрубное пространство.

 Установка нефтяных ванн сопряжена с возможностью возникновения пожара. Для предупреждения его нужно провести тщательную работу по подготовке всего оборудования для безопасных работ, обращая особое внимание на устранение очагов пожара под полом буровой, в зоне ствола скважины, в лебедке.

 Если нефтяная (кислотная или водяная) ванна не дала положительных результатов, то прибегают к сплашной промывке нефтью или водой.

2.4 ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОЛОННЫ ТРУБ

 Под ловильнымй работами понимают совокупность операций, необходимых для освобождения ствола скважины от посторонних предметов до возобновления в нем бурения.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

НИК.БС.00.000.ПЗ

Для ловильных работ используют специальные (ловильные) инструменты самых различных типов и назначений, остановимся на основных из них.

 **Метчики** предназначены для ловли оставшейся в скважине колонны бурильных труб, если обрыв произошел в утолщенной части трубы, в замке или муфте. Правые метчики применяют для извлечения колонны целиком, а левые (на левых бурильных трубах) - для извлечения колонны по частям. Ловильный метчик имеет форму усеченного конуса для врезания в детали замка бурильных труб при ловильных работах. На верхнем конце метчика нарезана резьба замка бурильных труб, а на нижнем конце - специальная ловильная резьба (правая или левая). Вдоль ловильной резьбы имеются продольные канавки, которые необходимы для выхода стружки при нарезании резьбы метчиком. Внутри метчика имеется сквозной промывочный канал.

 **Колокола** служат для ловли бурильных или обсадных труб, когда слом произошел в теле трубы, а также при срыве резьбовых соединений трубы, за исключением случаев, когда срыв резьбы возник со стороны ниппеля замка. Если слом неровный с наличием лент или имеется трещина вдоль трубы, не перекрываемая колоколом, то для ловли необходимо применять «сквозной» (открытый) колокол с соответствующим патрубком или трубой. Для извлечения долота, оставшегося в скважине вследствие отвинчивания или срыва резьбы, применяют колокол-калибр. Правые колокола используют при ловле правыми бурильными трубами всей оставшейся колонны, а левые - при ловле левыми бурильными трубами для отвинчивания части оставленной колонны. Колокола изготовляют из кованых заготовок, в верхней части которых для присоединения к бурильным трубам нарезают резьбу. В нижней части колокола нарезают внутреннюю ловильную резьбу специального

профиля для захвата бурильных труб при ловильных работах.

 **Шлипс** позволяет промывать скважину через захваченную бурильную колонну. Если не удается поднять оставшуюся часть колонны, шлипс можно освободить. Когда конец оставшейся в скважине бурильной трубы в результате слома оказался неровным и имеются продольные трещины, то применяют «сквозной» (открытый) шлипс с соответствующим патрубком или трубой для ловли за первую от сломанного конца муфты или за целую часть трубы.

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

 НИК.БС.00.000.ПЗ

 **Овершот** служит для извлечения бурильной колонны с захватом под замок. Его применяют в основном там, где ловитель нельзя использовать, а колоколом и метчиком не удается соединиться с оставшейся на забое частью бурильной колонны и где длина колонны не превышает 400 м и она не прихвачена. Овершот представляет собой корпус из толстостенной, обычно башмачной трубы, внутри которого приклепаны четыре стальные пружины. Верхние концы пружин отогнуты согласно размеру бурильных труб, для ловли которых предназначен овершот.

 **Труборезка** применяется в тех случаях, когда освободить прихваченную бурильную колонну при помощи нефтяных, водяных, кислотных ванн или торпедированием не удается и оставшиеся в скважине трубы не искривлены.

 **Удочка («ерш»)** используется для извлечения оставленного в скважине стального каната и каротажного кабеля. Удочку изготовляют наваркой крючков на стержень или на метчик в шахматном порядке или же из обсадной трубы, на теле которой делаются вырезы, загибающиеся внутрь. Запрещается спуск в скважину удочки («ерша») без специального хомута, ограничивающего пропуск этого инструмента в зону нахождения оставленного каната или кабеля.

 **Отводные крючки** предназначены для центрирования оставшегося в скважине конца бурильных труб. Диаметр (внешний) зева крючка обычно на 52 - 50 мм меньше диаметра скважины. На внутренней поверхности зева крючка перед спуском в скважину делают насечки, по сработанности которых судят (после подъема) о том, как работал крючок, касался он колонны или нет. Применять отводной крючок разрешается только при свободном дохождении

Содержание

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Лист

 НИК.БС.00.000.ПЗ

Введение…………………………………………………………………………

1. Геологический раздел……………………………………………………
	1. Общие сведения о районе……………………………………………….
	2. Стратиграфия и литология………………………………………………
	3. Нефтегазоносность………………………………………………………
	4. Осложнения………………………………………………………………
	5. Комплекс геофизических исследований……………………………….
2. Технико-технологический раздел………………………………………..
	1. Классификация аварий возникающих при бурении скважин…………
	2. Виды прихватов возникающих при бурении скважин…………………
	3. Методы ликвидации прихватов…………………………………………
	4. Ловильный инструмент для извлечения колонны труб……………….
	5. Расчет установки нефтяной ванны, допустимого числа поворотов,

допустимых усилий при рассхаживании……………………………….

* 1. Предупреждение возникновения прихвата и их ликвидация…………
1. Экономический раздел……………………………………………………
	1. Расчет стоимости установки нефтяной ванны………………………….
	2. Расчет стоимости ликвидации аварии…………………………………..
2. Безопасность труда………………………………………………………...
3. Охрана недр и окружающей среды……………………………………….

**Заключение**